

0722664-1

На правах рукописи

НУРМУХАМЕТОВ РАФАИЛЬ САИТОВИЧ

УДК 622.276.42/48

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ**

Специальность 25.00.17

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма - 2001

Работа выполнена в НИДУ «Ленингорскнефть» ОАО «Татнефть»

Научный руководитель: доктор технических наук **Н.И. Хисамутдинов**

Официальные оппоненты:

доктор технических наук

Р.Т. Фазышев

кандидат технических наук

И.А. Дыгчук

Ведущая организация: ОАО "Удмуртнефть"

Защита диссертации состоится 6 июля 2001 г. в 16 часов на заседании диссертационного Совета Д.222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектно-институте нефти ОАО "Татнефть" по адресу: 423230, Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТатНИПИнефть

Автореферат разослан 5 июля 2001 г.

**Ученый секретарь
диссертационного Совета,
кандидат технических наук**

Сахаб

Сахабутдинов Р.З.

**НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА
КФУ**



0000977813

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Совершенствование технологий повышения эффективности разработки нефтяных залежей, направленных на увеличение дебитов скважин и снижение обводненности добываемой продукции является одним постоянно развивающихся направлений технического прогресса в нефтяной промышленности. Несмотря на широкое проведение опытно-промышленных работ по испытанию и изысканию новых технологий увеличения нефтеизвлечения карбонатных коллекторов за счет создания новых систем заводнения, поиску оптимальной плотности сетки скважин и др., проблема повышения эффективности разработки запасов нефти в таких коллекторах остается недостаточно изученной. Более того, с учетом устойчивой тенденции к ухудшению структуры запасов нефти в Российской Федерации, данная проблема становится еще более актуальной. Ухудшение структуры запасов нефти, связанное с истощением высокопродуктивных пластов, приводит к возрастанию необходимости вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов даже с низкими дебитами скважин. Например, на месторождениях Татарстана доля запасов, отнесенных к трудноизвлекаемым с повышенной (10-30 МПа · с) и высокой (более 30 МПа · с) вязкостью пластовых нефтей составляет около 10-12 %.

Поэтому стабилизация уровней добычи нефти во многих регионах России, в том числе и в Татарстане, связана, в дальнейшем, с необходимостью ввода в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти в трещинно-поровых коллекторах путем дальнейшего совершенствования технологии их разработки и широкого внедрения новых способов и методов интенсификации добычи нефти.

Цель работы. Повышение эффективности разработки залежей нефти в трещинно-поровых коллекторах внедрением комбинированных технологий – заводнения и отбора флюидов.

Основные задачи работы.

1. Проведение анализа разработки коллекторов среднего карбона Татарстана на примере залежей №№ 301, 302 и 303 НГДУ «Лениногорскнефть» с целью выявления основных причин низкой эффективности отбора нефти.

2. Разработка методики оценки выявления направления преимущественной трещиноватости коллекторов и фильтрационных потоков.

3. Создание эффективных комбинированных технологий заводнения и отбора нефти в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с испытанием в промышленных условиях.

Научная новизна.

1. Разработана научно-обоснованная методика выявления направления преимущественной фильтрации жидкости в трещинно-поровых коллекторах с учетом перетока пластовых флюидов из системы трещин в матрицу и обратно.
2. Установлена корреляция между интенсивностью, направлением перетоков жидкости между системой трещин и пористыми блоками.

Методы исследований.

Решение поставленных задач базируется на промысловых исследованиях с использованием современных методов обработки исходной информации и их анализа, математическом моделировании фильтрации жидкости по системе трещин в пористой среде и обобщении результатов промысловых испытаний разработанных рекомендаций.

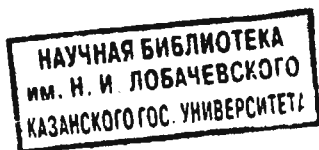
Основные защищаемые положения.

1. Метод определения направления трещиноватости коллекторов и фильтрационных потоков.
2. Метод расчета перетока жидкости из трещин в пористую среду.
3. Научные основы технологии разработки трещинно-поровых коллекторов заводнением с применением оторочек вязко-упругого состава и регулированием направления фильтрационных потоков.

Практическая ценность.

1. Создана и испытана в промышленных условиях технология разработки трещинно-поровых карбонатных коллекторов.
2. Новизна предложенных технических и технологических решений защищена 6 патентами на изобретения.
3. Результаты диссертационной работы использованы в проведении опытно-промышленных работ на залежах среднего карбона НГДУ «Ленингорскнефть». Внедрение нового способа разработки трещинно-поровых карбонатных коллекторов на опытном участке позволило в 2000-2001 г.г. дополнительно добыть 1909 т нефти, получить экономический эффект 2969,7 тыс. руб. и чистую прибыль 1812,3 тыс.руб.

Апробация работы.



Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на семинарах НПО «Нефтегазтехнология» (1998-2001 г.г.), Научно-технических советах ОАО «Татнефть», ТатНИПИнефть и НГДУ «Ленингорскнефть» (1986 – 2000 г.г.).

Публикация.

По теме диссертации опубликовано 9 печатных работ, включая 3 статьи, 6 изобретений. В рассматриваемых исследованиях автору принадлежит постановка задач, анализ полученных результатов и организация в промысловых условиях внедрения рекомендаций.

Структура и объем работы.

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения, содержит 154 страницы машинописного текста, 50 рисунков, 14 таблиц, 130 библиографических ссылок и 8 приложений.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении определены основные задачи исследования, цель диссертационной работы, новизна, основные защищаемые положения и практическая ценность.

В первом разделе рассмотрены геологическое строение карбонатных коллекторов по залежам №№ 301, 302, 303 и состояние выработки запасов. Показано, что проблеме выработки запасов карбонатных коллекторов посвящены многочисленные работы отечественных исследователей. Наиболее значительный вклад внесли: И.И.Абызбаев, Р.Х. Алмаев, В.Е. Андреев, Ю.В. Антипин, Р.Г.Абдулмазитов, Б.Т.Баишев, К.С.Баймухаметов, Г.И.Баренблатт, А.А.Боксерман, В.М.Березин, О.И. Буторин, Г.Г.Вахитов, А.Я. Виссарионова, А.Т.Горбунов, Р.Г.Галеев, Р.Н.Дияшев, Ю.П.Желтов, Р.Р.Ибатуллин, Г.З.Ибрагимов, Ю.В. Калиновский, Г.Ф. Кандаурова, А.В. Копытов, Ю.А.Котенев, Ю.Н. Крашенинников, В.Д.Лысенко, Е.В.Лозин, И.И.Мавлютова, Р.А.Максутов, В.И. Мархасин, Р.Х.Мусабилов, Р.Х.Муслимов, Р.З.Мухаметшин, И.Т.Мищенко, Э.Д. Мухарский, Г.П. Ованесов, Г.А.Орлов, В.П.Павлов, Ю.В.Ракутин, Р.Г.Рамазанов, В.М.Рыжик, Ф.Л.Саяхов, Э.И.Сулейманов, В.Н.Соловьева, М.А.Токарев, А.А. Трофимчук, А.Г.Телин, В.Ф.Усенко, Р.Т.Фазлыев, Н.Ш.Хайредин, Э.М. Халимов, Р.Г.Хамзин, Р.С.Хисамов, Н.И.Хисамутдинов, Ш.Н. Шимановский, Э.М.Юлбарисов, И.Г.Юсупов и другие.

Однако, несмотря на многочисленные целевые исследования и результаты по методам повышения эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах проблема остается актуальной и сегодня. В данной работе автором, наряду с геолого-физической характеристикой залежей №№ 301, 302, 303 и состоянием их

разработки, подробно рассмотрены итоги опытно-промышленных работ по восьми участкам залежей №№ 301, 302, 303 и на основе обобщения полученной информации сделаны следующие выводы:

- при разработке трещинно-поровых карбонатных коллекторов опережающая выработка запасов нефти происходит по отдельным блокам, ориентированным от нагнетательных скважин в направлении преимущественного развития трещиноватости;
- для залежей верейского горизонта при расстоянии между скважинами более 300 м нефтеотдача снижается;
- циклическое нагнетание воды в трещинно-поровые карбонатные пласты эффективно до определенного состояния истощения запасов и режимов работы добывающих и нагнетательных скважин;
- опережающая выработка запасов нефти вдоль направления преимущественной трещиноватости пласта происходит с ускоренным обводнением скважин;
- циклическое нагнетание воды наиболее эффективно при работе нагнетательных и добывающих скважин в противофазе;
- между башкирским и нижезалегающим серпуховским отложениями даже при наличии перемычки толщиной 4 – 6 м существует гидродинамическая связь по системе вертикальных трещин.

На основании вышеизложенного предложено, что для повышения темпов разработки трещинно-поровых карбонатных коллекторов необходимо решение следующих задач:

- разработка методов, позволяющих более точно определить ориентацию трещин в объеме пласта с привлечением всей совокупности информации, в том числе с созданием адаптированных геолого-математических моделей трехмерной фильтрации жидкости;
- создание и испытание новых технологий разработки, учитывающих преимущественное направление трещиноватости по объему залежей нефти.

Данная диссертационная работа направлена на решение этих задач с одновременной проработкой вопросов по созданию комбинированных технологий заводнения и отбора нефти в трещинно-поровых карбонатных коллекторах.

Второй раздел работы посвящен исследованию процессов фильтрации жидкости в трещинно-поровом пласте на базе известных уравнений фильтрации. Для анализа взаимодействия между трещинным и поровым пространствами предложена модель трещинно-порового коллектора, как двухкомпонентной среды. Усреднение по толщине

пласта позволило разделить трещинно-поровый коллектор на два пространства - трещинное и пористое, которые обладают своими средними параметрами: эффективной толщиной, проницаемостью, пористостью. В трещинах движение жидкости происходит с большей скоростью. В поровом пространстве скорость движения жидкости мала и подчиняется закону Дарси.

Система уравнений, описывающая течение однородной жидкости в трещинно-поровом коллекторе имеет вид.

$$\beta_n^* \frac{\partial(h_n P_n)}{\partial t} = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(h_n r V_n) + \Omega_n \quad (1)$$

$$\beta_m^* \frac{\partial(h_m P_m)}{\partial t} = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(h_m r V_m) + \Omega_m \quad (2)$$

где первое уравнение описывает движение жидкости в поровом пространстве, а второе - в трещинном. Индекс n - указывает принадлежность поровому пространству, m - трещинному пространству. Член $\Omega_{n(m)}$ - описывает обмен жидкостью между системой трещин и пористыми блоками. $P_{n(m)}$ - усредненное по толщине порового (трещинного) пространства значение давления, $V_{n(m)}$ - усредненное по толщине порового (трещинного) пространства значение скорости фильтрации жидкости, $h_{n(m)}$ - толщина порового (трещинного) пространства. Скорости движения жидкости в поровом и трещинном пространствах представлены в следующем виде:

$$V_n = -\frac{K_n}{\mu} \nabla P_n = -\frac{K_n}{\mu} \frac{\partial P_n}{\partial r} \vec{j}, \quad (3)$$

9

$$V_m + \beta V_m V_m = -\frac{K_m}{\mu} \nabla P_m = -\frac{K_m}{\mu} \frac{\partial P_m}{\partial r} \vec{j} \quad (4)$$

где $K_{n(m)}$ - средняя проницаемость поровой (трещинной) среды, а коэффициент β - постоянная, имеющая размерность [с/м] и описывающая вклад инерционных членов в уравнении движения жидкости в трещинном пространстве.

Принято, что эффективные толщины, проницаемости сред и вязкость жидкости величины постоянные. В безразмерном виде уравнения фильтрации жидкости запишутся в виде:

$$\frac{\partial P_n^*}{\partial t^*} = \frac{1}{r^*} \frac{\partial}{\partial r^*} \left(r^* \frac{\partial P_n^*}{\partial r^*} \right) + \frac{\gamma_n}{h_n^*} (P_m^* - P_n^*) \quad (5)$$

$$\frac{\partial P_m^*}{\partial t^*} = \Theta_m \frac{1}{r^*} \frac{\partial}{\partial r^*} \left[r^* \left(\sqrt{1 + \Xi_m \left| \frac{\partial P_m^*}{\partial r^*} \right|} - 1 \right) \right] - \frac{\gamma_m}{h_m^*} (P_m^* - P_n^*) \quad (6)$$

$$\text{где } \gamma_n = \frac{\alpha}{\chi_n} \frac{R^2}{\beta_n^* H}, \gamma_m = \frac{\alpha}{\chi_n} \frac{R^2}{\beta_m^* H}, \Theta_m = \frac{R}{2\beta_m^* P_{n1} \chi_n}, \Xi_m = 4\beta \frac{K_m}{\mu} \frac{P_{n1}}{R},$$

$$\text{а } r^* = \frac{r}{R}, \quad t^* = \frac{\chi_n t}{R^2}, \quad p_k^* = \frac{p_k}{p_{n1}}, \quad h_k^* = \frac{h_k}{H}, \text{ где } \chi_n - \text{пьезопроводность пористых}$$

блоков с проницаемостью K_n , R – радиус контура влияния скважины, p_m – пластовое давление, H – толщина пласта.

Начальные и краевые условия приняты в следующем виде:

$$p_k^* = p_k^*(r^*, t^*) \text{ при } t^* = t_0^*$$

$$\alpha_k p_k^* + \beta_k^* \frac{\partial p_k^*}{\partial r^*} = v_k^*, \text{ при } r^* = r_1^* \text{ и } r^* = 1,$$

где $\beta_k^* = \beta_k / R$, $v_k^* = v_k / p_{n1}$, индекс k принимает значения n (пористая среда) и m (трещинная среда), $\alpha_k, \lambda_k, \theta_k$ – некоторые постоянные или функции времени.

Полученная система нелинейных дифференциальных уравнений (5), (6) в частных производных была решена методом «прямых».

Рассмотрены два приближения: 1) скорость движения жидкости в трещинах мала, то есть инерционные силы незначительны; 2) при больших скоростях движения жидкости в трещинах потери давления от трения во много раз меньше, чем потери от действия инерционных сил (приближение Краснопольского-Шеи).

Проведенные исследования показали, что в случае, когда инерционные силы малы, возникающие между системой трещин и пористыми блоками перетоки жидкости имеют следующие особенности. При пуске нагнетательной скважины в системе трещин давление возрастает быстрее, чем в пористых блоках. Поэтому возникающий перепад давлений способствует внедрению жидкости в пористые блоки, причем максимум величины перепада давлений расположен вблизи от скважины ($r^* \approx 0.15$). С течением времени, давления в системе трещин и в пористых блоках выравниваются и наступает равновесие. На рисунке 1а показана зависимость интенсивности перетоков (максимума перепада давлений) от соотношения пьезопроводностей системы трещин и пористых блоков. С ростом соотношения пьезопроводностей растет и интенсивность перетоков жидкости. Однако, на зависимость интенсивности перетоков от времени рост соотношения пьезопроводностей практически не влияет, и при $t^* \approx 0.7$ наступает равновесие между системой трещин и пористыми блоками, являющийся важным результатом исследований.

При периодической работе нагнетательной скважины интенсивность перетоков представляет собой знакопеременную функцию (рис. 1б), что отражает

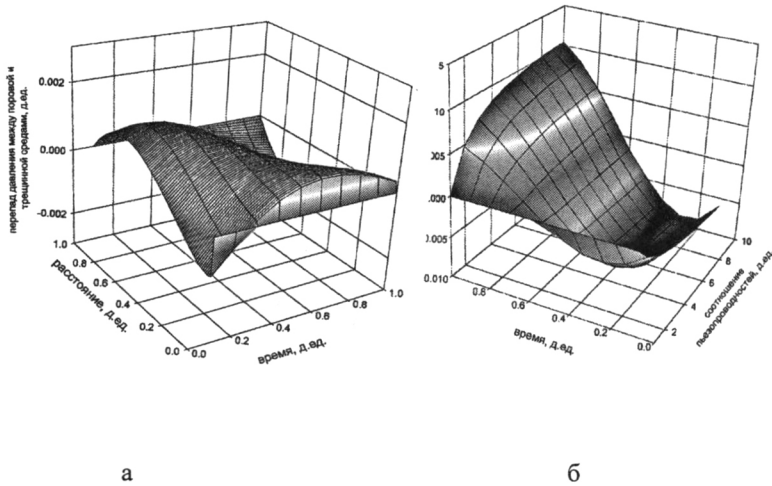


Рис. 1. Зависимость интенсивности перетоков жидкости между пористыми блоками и системой трещин от соотношения пьезопроводностей и времени при а - стационарной работе, б - периодической работе нагнетательной скважины .

разнонаправленность потоков жидкости, возникающих между пористыми блоками и системой трещин при периодической работе скважины. С ростом соотношения пьезопроводностей системы трещин и пористых блоков коллектора растет и интенсивность перетоков жидкости.

При периодической работе нагнетательной и окружающих ее добывающих скважин в одной фазе, в системе трещин давление изменяется с большей скоростью, чем в пористых блоках, что приводит к инициированию перетоков жидкости между пористым и трещинным пространствами коллектора. При включении скважин в области, близкой к нагнетательной скважине, переток жидкости направлен из системы трещин в пористые блоки. В области добывающих скважин, переток жидкости происходит в обратном направлении. При отключении скважин (снижении забойного давления нагнетательной скважины и восстановлении давления в добывающих скважинах) направление перетоков меняет знак. При этом в области добывающих скважин переток направлен из системы трещин в пористые блоки, а в области нагнетательной скважины - из пористых блоков в

трещины (рисунок 2а). Отметим, что при увеличении интенсивности воздействия добывающих скважин на пласт (при росте дебитов добывающих скважин, снижении забойного давления) распределение перепадов давления между пористыми блоками и трещинами изменится. В этом случае область влияния добывающих скважин распространяется на большую часть пласта и

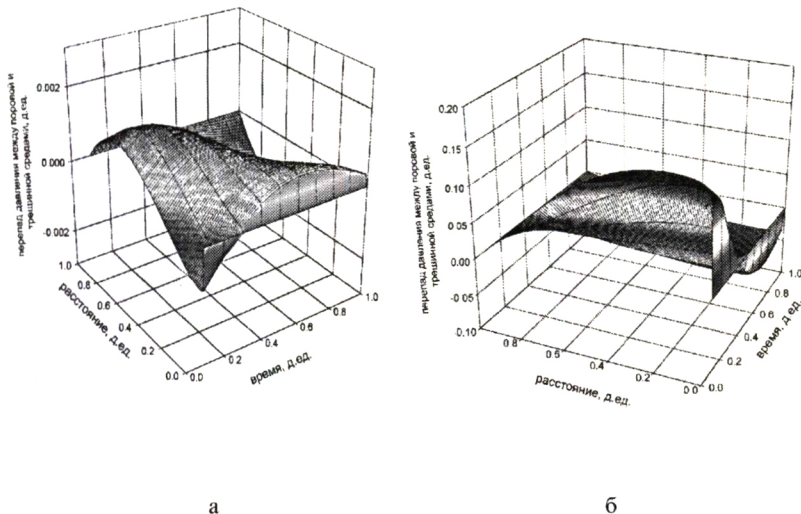


Рис. 2. Временная зависимость поля перепада давлений между пористой и трещинной средами при периодической работе нагнетательной и добывающих скважин. Скважины работают: а - синфазно, б - противофазно.

направление перетоков между трещинным и пористым пространствами определяется работой добывающих скважин.

Если добывающие и нагнетательная скважины работают в противофазе (рисунок 2б), то в отличие от предыдущего случая, перепад давлений между пористыми блоками и системой трещин характеризуется большей интенсивностью, что связано с наложением воздействия нагнетательной и добывающих скважин. При включении нагнетательной и отключении добывающих скважин поток жидкости направлен из системы трещин в пористые блоки. При этом интенсивность перетоков значительна в большей части пласта. При включении добывающих скважин и отключении нагнетательной скважины, возникающий поток направлен из пористых блоков в систему трещин.

Учет инерционных сил (в приближении Краснопольского-Шези) привносит ряд особенностей в изложенные выше результаты. При пуске нагнетательной скважины в

системе трещин давление возрастает быстрее, чем в пористых блоках, так как проницаемость трещинного пространства во много раз больше проницаемости порового. Поэтому возникающий перепад давлений способствует внедрению жидкости в пористые блоки, причем максимум величины перепада давлений расположен вблизи от скважины ($r^*=0.05$). С течением времени, давления в системе трещин и в пористых блоках выравниваются и наступает равновесие. Однако, при дальнейшей работе скважины в связи с потерями энергии за счет инерционных сил в области больших скоростей (градиентов давления) движения жидкости давление в трещинном пространстве становится ниже, чем в поровом пространстве. При этом, возникающий перепад давлений способствует перетоку жидкости из пористых блоков в систему трещин. Отметим также, что большая часть перетоков жидкости происходит в непосредственной близости от скважины ($r^*<0.3$).

Таким образом, представленная выше модель трещинно-порового коллектора и полученные результаты показали, что при разработке и эксплуатации трещинно-поровых коллекторов, необходимо учитывать эффекты, связанные с нелинейностью закона фильтрации жидкости. Как показывают расчеты, при работе уединенной скважины, когда градиент давления значителен лишь в призабойной зоне, явления, связанные с нелинейностью законов фильтрации, локализованы вблизи скважины. При работе системы скважин, когда значительные градиенты давлений существуют в большей части межскважинного пространства, действие инерционных сил приводит к значительным энергетическим потерям и снижению давления в трещинном пространстве коллектора. Это, в свою очередь, инициирует переток жидкости из пористых блоков в систему трещин.

Проведенные выше теоретические исследования позволили уточнить механизм взаимодействия поровых блоков с трещинами и определить оптимальное соотношение давлений в зоне нагнетательных и добывающих скважин, а также оптимальные режимы работы системы скважин.

Сочетание создания переменных полей давления и физико-химического воздействия на пласт позволили разработать новую технологию повышения эффективности разработки трещинно-поровых коллекторов, которая увеличивает коэффициент нефтеизвлечения за счет вовлечения в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и снижает объемы попутно добываемой с нефтью воды.

В третьем разделе рассматриваются методы по определению степени и направления преимущественной трещиноватости коллекторов, с учетом которых должен осуществляться выбор наиболее эффективных технологий разработки. Известно, что

наиболее полное и объективное представление о трещиноватости в глубоко залегающих массивах карбонатных пород может быть получено при сопоставлении всех видов исследований: изучение керна, гидродинамические исследования скважин, закачка в пласты индикаторов, аэрогеологические и аэрокосмогеологические методы картировки трещин, исследования методом сейсмолокации бокового обзора, анализ показателей разработки.

В работе для построения карт трещиноватости коллекторов взяты результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС).

В настоящее время разработано достаточное количество методических подходов, направленных на изучение коллекторов с двойной пористостью, определение параметров системы трещин и пласта в целом. Предлагаемые методики базируются на различных моделях, описывающих строение коллектора и фильтрационные процессы, происходящие в нём.

Наиболее информативной и доступной является методика диагностики призабойной зоны скважины (метод Полларда), которая позволяет оценить потери давления при фильтрации жидкости :

- из пористых блоков в трещины;
- по трещинам до окрестности скважины;
- в призабойной зоне скважины.

В модели Полларда изменения фильтрации жидкости и давления рассматриваются во взаимодействии трех различных областей в трещинно-поровом коллекторе. Первая область – это система трещин вокруг скважины (призабойная зона), вторая – система трещин вдали от скважины (от призабойной зоны до контура питания) и третья область – пористая среда между системой трещин. Системы трещин и пористых блоков представляются при этом двумя сплошными средами, вложенными одна в другую (среды с двойной пористостью). Основной особенностью фильтрации жидкости в таких средах является обмен жидкостью между трещинами и блоками, для учета которого в уравнениях фильтрации введены два различных давления - давление жидкости в трещинах и давление ее в порах. При этом в уравнение фильтрации введен дополнительный член, учитывающий процессы обмена жидкостью между трещинами и блоками.

Изменение давления в скважине при нестационарных процессах фильтрации жидкости в трещиновато-пористой среде представляют в виде многочленного уравнения, в котором каждый член характеризует потери давления при фильтрации жидкости в разных системах (трещины, пористые блоки) и между ними.

Для получения более правильных результатов интерпретации гидродинамических исследований в эту методику были введены уточнения, учитывающие, что область дренажа каждой скважины не является кругом, а может иметь любую форму в зависимости от расположения скважины среди других добывающих и нагнетательных скважин. Для этого, вначале на основе математического моделирования фильтрационных потоков по работающим скважинам во время снятия КВД (КВУ), определяется область фильтрации исследуемой скважины, уточняется неоднородность по скоростям фильтрации и контуры области дренажа. При наличии преимущественных направлений трещиноватости карты полей давления имеют вытянутые линии изобар, причем направление вытянутости совпадает с направлением преимущественной трещиноватости. Это связано с тем, что в этом случае пласт обладает ярко выраженной анизотропией проницаемости, с максимальным значением вдоль направления преимущественной трещиноватости и минимальным – в перпендикулярном направлении. Как показали исследования, контуры областей дренирования добывающих скважин отличаются от окружностей. В ряде случаев (скв. №№ 42, 26487) контур области дренирования скважины близок к эллипсу.

Для учета этих параметров в методику Полларда, в основное уравнение вводятся дополнительный член описывающий анизотропию параметра $A(\varphi)$, что в итоге позволяет более точно определить проницаемость и раскрытость трещинной системы (φ - угол между направлением преимущественной трещиноватости и направлением измерения).

Зависимость $A(\varphi)$ восстанавливается по данным промысловых измерений для групп скважин, расположенных вдоль направлений преимущественной трещиноватости и вдоль прямых, составляющих угол φ с направлением преимущественной трещиноватости.

На опытном участке № 4 залежи № 302 Ромашкинского месторождения гидродинамическими исследованиями был охвачен весь фонд скважин. В табл.1 приведены результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин и пластов: пористость матрицы и трещинной системы, коэффициент продуктивности, проницаемость и раскрытость трещин, скин-эффект и размер блоков пористой среды. Как видно из этой таблицы пористость трещинной системы в сотни и тысячи раз меньше пористости матрицы. Соответственно, основные запасы нефти сосредоточены в пористой среде. В тоже время, проницаемость трещинной системы в тысячи и десятки тысяч раз выше проницаемости пористой среды.

Таблица 1

Результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин на опытном участке N4 залежи N302

Номер скважины	Пористость матрицы, %	Пористость трещин, %	Коэффициент продуктивности, $10 \text{ м}^3/(\text{сут МПа})$	Трещинная проницаемость, мкм^2	Истинная проницаемость трещин, мкм^2	Скин-эффект, доли ед.	Раскрытость трещин, 10^{-2} м	Размер блока, 10^{-2} м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
26476	8.0	0.011	1.916	2.389	209.1	0.181	0.2777	48.6
26477	10.1	0.021	0.511	0.041	197.5	0.026	0.0689	6.6
26478	13.2	0.081	0.151	0.016	20.4	-0.102	0.0221	0.5
26479	12.5	0.041	0.046	0.007	17.5	-0.060	0.0205	1.0
26480	11.9	0.059	0.809	0.063	107.3	0.000	0.0508	1.7
26481	12.2	0.012	0.168	0.013	111.4	-0.014	0.0518	8.8
26484	12.0	0.070	1.950	0.224	319.3	0.000	0.0876	2.5
26486	10.5	0.017	6.452	0.741	4449.2	0.000	0.3270	39.3
26487	8.6	0.006	2.323	0.188	2940.6	-0.003	0.2659	83.3
26488	2.0	0.002	1.813	0.438	924.5	0.000	0.1491	191.6
26489	10.1	0.019	1.198	0.114	614.0	-0.274	0.1215	13.1
35000	14.8	0.014	0.396	0.058	404.7	0.000	0.0986	13.9
35001	10.0	0.031	0.087	0.008	26.0	0.000	0.0250	1.6
15500	9.0	0.019	0.136	0.141	747.5	0.000	0.1340	14.2
42	9.9	0.063	0.042	0.003	4.5	0.000	0.0104	0.3

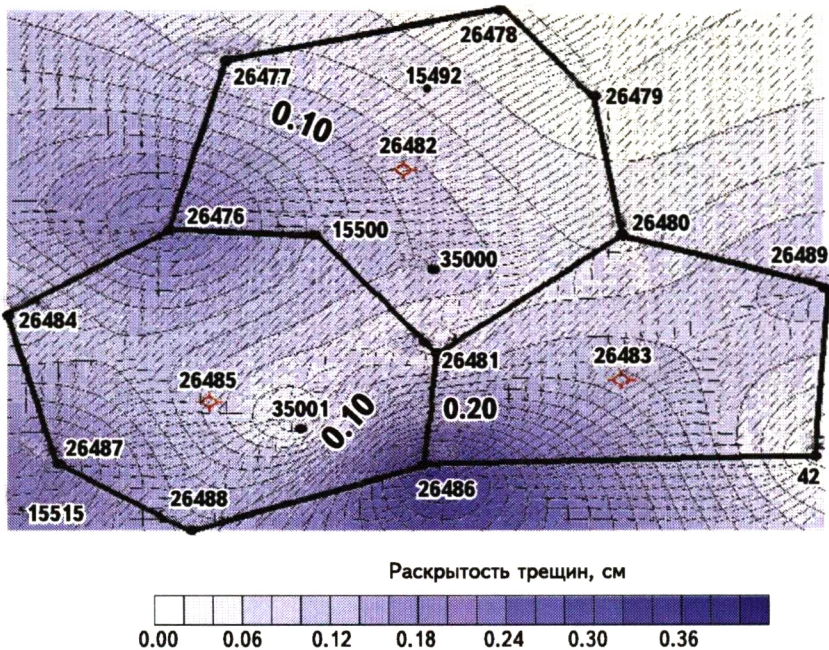


Рисунок 3. Раскрытость трещин (см) с направлением преимущественной трещиноватости.

Метод определения преимущественного направления трещиноватости пород предложенный в работе основан на комплексной оценке параметров пластов, эксплуатационной характеристике скважин, результатов их исследований и требует проведения:

- анализа коллекторской характеристики пористой среды и трещинной системы;
- анализа по картам изобар потерь давления при движении жидкости в трещинах с сопоставлением результатов ГДИС по изменению проницаемости трещинной системы и раскрытости трещин;
- анализа данных эксплуатации скважин в сопоставлении с характеристикой трещинной системы.

В результате такого комплексного анализа всей совокупной информации создается математическая модель фильтрации жидкости в трещинно-поровых средах и определяется направление трещиноватости и повышенной фильтруемости жидкости в пластах (рис.3).

На карте изолиний давления в трещинной системе на основе анализа фильтрационной характеристики пласта (математическое моделирование процесса фильтрации) с учетом данных эксплуатации скважин за все время их работы и результатов интерпретации ГДИС графически (штриховые линии) нанесено преимущественное направление развития трещиноватости пород-коллекторов (с северо-востока на юго-запад).

Сопоставление карт трещиноватости, построенных на основе разработанного метода и определений направления трещин, указывает на то, что они достаточно близко согласуется с результатами карт скоростей нарастания обводненности, карт нефтензвлечения.

Определение преимущественного направления развития системы трещин в трещинно-поровых карбонатных коллекторах позволяет не только создавать новые технологии разработки их с самого начала эксплуатации, но и в значительной мере улучшить текущее состояние разработки уже длительное время эксплуатировавшихся и обводнившихся залежей нефти, повысить нефтензвлечение.

В четвертом разделе приведены результаты испытания разработанных технологий.

Участок № 4 был выделен проектом опытно-промышленных работ (ОПР) на залежи 302 башкирского яруса (ТатНИПИнефть, 1978, 1983). На участке пробурены 13 добывающих и 3 нагнетательные скважины. Скважины размещены по треугольной сетке с расстоянием 400 м. Для ОПР по циклическому воздействию на пласты были сформированы три элемента площадного заводнения (очаговые скважины 26482, 26483, 26485).

По результатам интерпретации результатов КВД построена карта изобар падения давления в трещинной системе пласта, на которой также нанесены направления повышенной трещиноватости коллектора (рис.4).

Через каждую нагнетательную скважину вдоль линий повышенной трещиноватости проведены «оси нагнетания»:

- через нагнетательную скважину 26482 – линия 1-1;
- через нагнетательную скважину 26485 – линия 2-2;
- через нагнетательную скважину 26483 – линия 3-3.

С учетом этих «осей нагнетания» сформированы две группы добывающих скважин, расположенных вдоль и перпендикулярно от «осей нагнетания»:

- 1 группа - добывающие скважины №№ 15500, 26478, 26479, 26486, 26487, 26489;
- 2 группа - добывающие скважины №№ 42, 26476, 26477, 26480, 26481, 26484, 26488.

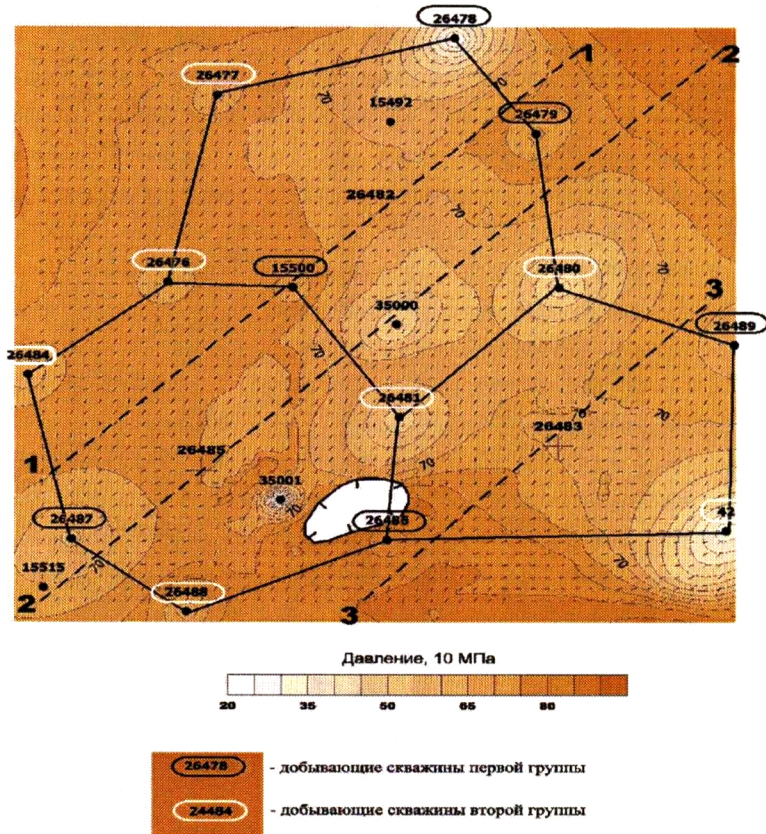


Рисунок 4. Карта изолиний давления в трещинной системе и направлений повышенной трещиноватости коллектора (пунктирные линии)

По данным гидродинамических исследований скважин определяются объемы трещин в зонах дренажа добывающих и нагнетательных скважин и направления повышенной трещиноватости в пласте (рис.4). В случае отсутствия влияния закачки вытесняющего агента на работу добывающих скважин, то есть когда в пласте развита система вертикальных трещин, в нагнетательные скважины при простаивающих добывающих скважинах вначале закачивается оторочка расчетного объема вязко-упругого состава (например, нефтеполимернобentonитовый раствор), создающая дополнительные фильтрационные сопротивления в системе трещин и тем самым препятствующая оттоку закачиваемого вытесняющего агента в нижезалегающие пласты или под водонефтяной контакт залежи. Затем в нагнетательные скважины при работающих добывающих скважинах первой группы, расположенных вдоль линий повышенной трещиноватости от нагнетательных скважин, закачивается вытесняющий агент, который заполняет систему трещин, вытесняя нефть к забоям работающих добывающих скважин. Разработано несколько вариантов технологии создания вязко-упругих оторочек: бактерицид-СПС (сшитый полимерный состав) – бактерицид (патент № 2136867), полиглицерин + глинистая дисперсная система (патент № 2134344), водный раствор смеси ПАВ + полиглицерин (патент № 2136866), хлорид алюминия + полиглицерин (патент № 2134343). В циклическом режиме закачки (патент № 2162141), в качестве гелеобразующего применяют состав по патенту № 2150571. В случае с СПС останавливают нагнетательные скважины и добывающие скважины первой группы, а все остальные добывающие скважины второй группы, расположенные перпендикулярно от проходящих через нагнетательные скважины линий повышенной трещиноватости, пускают в эксплуатацию. Вытеснение нефти происходит от системы трещин с высокой проницаемостью через зоны с пониженной проницаемостью коллектора к забоям добывающих скважин второй группы.

Данная технология разработки нефтяной залежи прошла промышленные испытания на опытном участке № 4 залежи 302 Ромашкинского месторождения, представленного трещинно-поровыми карбонатными коллекторами башкирского яруса среднего карбона.

Сводная технологическая эффективность нового способа разработки по сравнению с базовой технологией (базовый вариант) и вариантом по прогнозу, рассчитанная по результатам математического моделирования фильтрации жидкости в неоднородных трещинно-поровых пластах участка № 4 залежи № 302 Ромашкинского месторождения, приведена в таблице 3.

Таблица 3

**Дополнительная добыча
нефти по скважинам опытного участка (т.)**

№ доб. скв.	месяцы 2000 г.			месяцы 2001 г.				Всего за 7 мес.
	10	11	12	1	2	3	4	
26476				1	1	18	47	67
26477		4						4
26478			48	38	26	31	12	155
26479			35	1	2		2	40
26480					1		1	2
26481								
26484					82	55	72	209
26486			3	3	3	44	67	120
26487	5	14	74	253	92	65	163	666
26488		6	11	117	159	158	124	575
26489			20	21	15	15		71
Итого	5	24	191	434	381	386	488	1909

Только в период ОПР дополнительно добыто 1909 т нефти с экономическим эффектом 2969,7тыс. рублей. За весь срок эксплуатации залежи по новому способу разработки коэффициент нефтеизвлечения увеличивается на 0,019 доли ед. по сравнению с базовым вариантом, а водонефтяной фактор уменьшается на 0.291 доли ед.

Основные выводы и рекомендации

Проведенные исследования и их обобщение позволили получить следующие результаты:

1. Анализ эффективности разработки трещинно-поровых коллекторов среднего карбона на примере залежей 301, 302 и 303 НГДУ «Лениногорскнефть» показал, что применяемые методы разработки, не дают ожидаемого результата и не позволяют значительно интенсифицировать добычу нефти и повысить коэффициент нефтеизвлечения. Было установлено, что опережающая выработка запасов нефти вдоль направления преимущественной трещиноватости пласта происходит с ускоренным обводнением скважин. Применение циклического заводнения обеспечивает эффективность при работе нагнетательных и добывающих скважин в противофазе; успешность проведения ОПЗ и водоизоляционных работ во многом зависит от системы трещин в пласте.

2. На основе усовершенствованной математической модели проведены численные исследования гидродинамического взаимодействия между системой трещин и пористыми блоками при воздействии со стороны нагнетательной скважины на трещинно-поровый коллектор. Анализ полученных результатов показал, что при разработке трещинно-порового коллектора следует учитывать эффекты, связанные с нелинейностью закона фильтрации жидкости. При работе отдельной скважины, когда градиент давления высок лишь в призабойной зоне, явления, связанные с нелинейностью законов фильтрации локализованы вблизи от скважин. При работе системы скважин, когда значительные градиенты давлений существуют в большей части межскважинного пространства, действие инерционных сил приводит к значительным энергетическим потерям и снижению давления в трещинном пространстве коллектора, что, в свою очередь, инициирует переток жидкости из пористых блоков в систему трещин и интенсифицирует разработку объекта.

3. По данным гидродинамических исследований разработан метод определения типа карбонатных коллекторов и преимущественное направление развития трещиноватости пород-коллекторов. В результате анализа всей совокупной информации уточнена математическая модель фильтрации жидкости в трещинно-поровых средах, которая позволила определить направление трещиноватости и повышенной фильтруемости жидкости в пластах. Предложенный метод позволил разрабатывать новые технологии и оптимизировать процесс эксплуатации нефтяной залежи с целью достижения более высокого нефтеизвлечения пластов и снижения отборов попутной воды.

4. Создана технология разработки трещинно-поровых карбонатных коллекторов, заключающаяся в периодической эксплуатации групп добывающих скважин, расположенных по разные стороны от линии, проходящей через нагнетательную скважину вдоль направления повышенной трещиноватости коллектора.

5. На опытном участке № 4 залежи № 302 башкирского яруса испытана и проведена оценка эффективности новой технологии разработки трещинно-поровых карбонатных коллекторов с увеличением дебита нефти в среднем с 1,1 т/сут на одну скважину до 1,9 т/сут и в снижении обводненности с 89,4 до 70,0 %.

Дополнительная добыча нефти составила 1909 т при этом получена чистая прибыль 1812,3 тыс. руб.

**Основные положения диссертационной работы изложены
в следующих публикациях:**

1. Нурмухаметов Р.С. Результаты проведения опытно-промышленных работ в карбонатных коллекторах залежей нефти № 301, 302 и 303 Ромашкинского месторождения НГДУ "Ленинбургскнефть". // НТЖ Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОНГ. - 2001. - №1 – С.31-34.
2. Нурмухаметов Р.С. Опыт разработки карбонатных коллекторов в НГДУ "Ленинбургскнефть" на примере залежей №№ 301-303 Ромашкинского месторождения. // НТЖ Нефтепромысловое дело/ -М.:ВНИИОНГ.- 2001. - №2. - С. 8-13.
3. Нурмухаметов Р.С., Владимиров И.В. Исследование гидродинамического взаимодействия между системой трещин и пористыми блоками при воздействии со стороны нагнетательной скважины на трещинно-поровый коллектор.//НТЖ Нефтепромысловое дело. М.:ВНИИОНГ. – 2001. - №1. - С. 4-9.
4. Пат. 2134343 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ обработки нефтяного пласта / Нурмухаметов Р.С., Тазиев М.З., Хисамов Р.С. и др. опубл.10.08.99. Бюл.№ 22.
5. Пат. 2136866 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки нефтяного месторождения / Нурмухаметов Р.С., Галимов Р.Х., Кандаурова Г.Ф. и др. Опубл. 10.09.99. Бюл.№ 25.
6. Пат. 2134344 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ обработки нефтяного пласта / Нурмухаметов Р.С., Галимов Р.Х., Кандаурова Г.Ф., и др. Опубл.10.08.99. Бюл. № 22.
- 7.Пат. 2136867 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки нефтяного месторождения / Нурмухаметов Р.С., Жеребцов Е.П., Магалимов А.Ф. и др. Опубл. 10.09.99. Бюл.№ 25.
8. Пат. 2162141 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки нефтяной залежи / Тазиев М.З., Жеребцов Ю.Е., Нурмухаметов Р.С. и др. Опубл. 20. 01.2001. Бюл.№ 2.
9. Пат. 2150571 РФ, МПК Е 21 В 33/138. Гелеобразующий состав для изоляции пластовых вод в скважине / Курочкин Б.М., Лобанова В.Н.,Нурмухаметов Р.С.и др. Опубл.2000 г. Бюл. № 16.

Сонскатель:



Р.С.Нурмухаметов

**Отпечатано в типографии управления «ТатАСУнефть» ОАО
«Татнефть»**
Лицензия на полиграфическую деятельность № 0118 от 03.04.2001 года.
Подписано в печать 28.05.2001 года.
Заказ № 14273. Тираж 100 экз.
423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Мира,4.

200